بررسی پارامترهای مؤثر بر پسماند مایع و بهینه‌سازی تولید یکی از چاه‌های گاز میعانی جنوب غرب ایران

مسعود بیژنی[1*]، رضا مسیبی بهبهانی[2]، سیامک محمدی آزاد[3]

۱- باشگاه پژوهشگران جوان و نخبگان، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد امیدیه، امیدیه، ایران

۲- گروه مهندسی گاز، دانشکده مهندسی نفت اهواز، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران، صندوق پستی: ۶۳۴۳۱

۳- اداره مهندسی تولید، شرکت بهره‌برداری نفت و گاز آغاجاری، امیدیه، ایران

نویسنده مسئول، ایمیل: m.bijani1368@gmail.com

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۰۱/۲۴ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۰۳/۱۲

چکیده

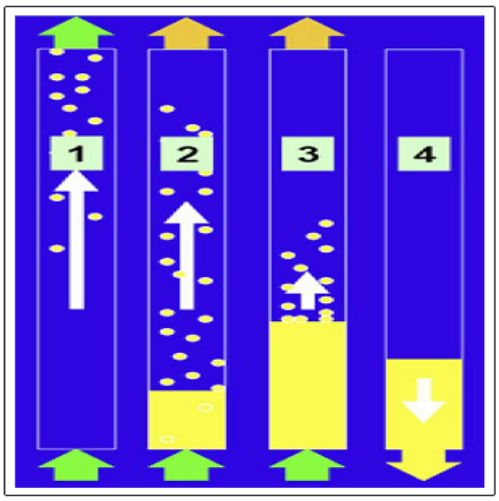
یکی از مشکلات اصلی در چاه‌های گاز میعانی که با افزایش تولید گاز و کاهش فشار در مخازن گاز میعانی رخ می‌دهد، پسماند میعانات گازی و آب در چاه است که با گذشت زمان باعث افت تولید چاه و نهایتاً قطع تولید گاز و میعانات همراه گاز از چاه می‌شود؛ بنابراین شناخت نشانه‌های پسماند مایع در چاه‌های تولیدکننده گاز در مراحل ابتدایی و ارائه راه‌حل مناسب برای چاه‌های گازی و درنتیجه به حداقل رساندن اثرات منفی سقوط مایعات به دهانه چاه مهم و بااهمیت است. این مقاله به بررسی پارامترهای مختلف بر روی پدیده پسماند مایع در یکی از چاه‌های میدان گاز میعانی پازنان پرداخته و با بررسی عوامل مختلف و یافتن بهترین راهکار به بهینه‌سازی در چاه مورد مطالعه پرداخته است. درنهایت با ارائه مناسب‌ترین راه‌حل برای چاه مورد مطالعه، میزان پسماند مایع در چاه مورد مطالعه کاهش یافته و سود اقتصاد ناشی از بهینه‌سازی، صرفه‌جویی اقتصادی بسیار بالای این روش و کارآمدی آن را مورد تائید قرا می‌دهد. مقایسه نتایج به‌دست‌آمده از این بررسی و شبیه‌سازی با نرم‌افزار پایپ سیم نشان می‌دهد که نتایج از دقت مناسبی برای تکمیل چاه جدید برخوردار بوده و این نتایج باعث جلوگیری از پسماند مایع و بهینه‌سازی و افزایش تولید در میدان مورد مطالعه در مقطع زمان کنونی و درنهایت سود بسیار بالای اقتصادی ناشی از بهینه‌سازی و برگشت سرمایه در میدان مورد مطالعه می‌گردد..

کلمات کلیدی: چاه گاز میعانی، پسماند میعانات، لوله مغزی، بهینه‌سازی، سود اقتصادی، چاه تولیدی.

۱- مقدمه

با توجه به اینکه ذخایر نفت و گاز به‌عنوان منبع اصلی درآمد و اقتصاد کشور محسوب می‌شوند، لزوم استفاده بیشتر و بهینه از این منابع و ذخایر و جلوگیری از هدر رفت این سرمایه از اصول اساسی موردتوجه در سیاست‌های اساسی شرکت ملی نفت ایران است. در این مقاله، یکی از میادین گاز میعانی شرکت بهره‌برداری نفت و گاز آغاجاری واقع در جنوب غرب ایران مورد بررسی قرار گرفته است. یکی از مشکلات اساسی در میادین گاز میعانی و چاه‌های گازی که با افزایش تولید و کاهش در مخازن به وقوع می‌پیوندد تجمع و پسماند میعانات گازی و آب در این چاه‌ها است[۱]. پسماند مایع به‌صورت ناتوانی یک چاه گازی برای حذف مایعات همراه گاز از چاه و باقی ماندن میعانات همراه گاز است. مایعات همراه گاز تولیدی در چاه انباشته شده، بنابراین یک فشار هیدرو استاتیک در مقابل فشار سازند ایجاد می‌کند و به‌تدریج باعث افت تولید و قطع کامل تولید و درنهایت بسته شدن چاه می‌شود[۲,۳]؛ بنابراین برای کاهش اثرات پسماند مایع بر روی تولید گاز، باید مشکلات ناشی از پسماند برحسب زمان تشخیص داده شود و اقدامات شایسته و مؤثر بکار برده شود. یک واقعیت ممکن درباره پسماند مایع این است که خود آن می‌تواند به‌صورت یک مسئله هم در چاه‌های

دارای دبی به فشار بالا و دبی به فشار پایین رخ دهد[۴]. تفاوت بین این چاه‌ها بستگی به‌اندازه رشته لوله مغزی، فشار سطحی، میزان و چگالی مایعات تولید شده همراه با تولید گاز دارد. در چاه‌های گازی با فشار بالا، آب و میعانات گازی به شکل شبنم به همراه گاز تولیدی از چاه خارج می‌شوند[۵]. با افزایش تولید و در اثر افت فشار مخزن، ظرفیت حمل مایع توسط گاز با گذشت زمان کاهش می‌یابد. وقتی‌که سرعت گاز از یک سرعت بحرانی کمتر شود، مایع در چاه شروع به دام افتادن می‌کند و به دنبال آن جریان چاه می‌تواند ابتدا به‌صورت رژیم جریان حلقوی و سپس رژیم جریان لخته‌ای دربیاید. تشکیل مایعات در چاه باعث افزایش فشار ته چاه و درنتیجه کاهش دبی گاز تولیدی از چاه می‌شود. کاهش دبی تولید گاز باعث کاهش سرعت بیشتر گاز می‌شود و درنهایت ادامه این افت دبی باعث رسیدن رژیم جریانی چاه به رژیم جریان حبابی و درنهایت توقف تولید شود[۶]. تشخیص پسماند مایع در چاه همیشه واضح و آشکار نیست و نمی‌توان به‌سادگی آن را در چاه تشخیص داد؛ بنابراین برای تشخیص پسماند و گرفتگی مایع در چاه، نیاز به تحلیل مشخص و صحیح از داده‌های چاه موردنظر است. علائم و نشانه‌های پسماند و گرفتگی مایع در چاه‌های گازی عبارت‌اند از: هجوم لخته‌های مایع در سر چاه، افزایش اختلاف فشار بین لوله مغزی و جداری با گذشت زمان تولید، مشاهده تغییرات ناگهانی در شیب فشار جریانی در زمان بررسی و مطالعه این پدیده، افت ناگهانی در منحنی کاهش تولید و پیش‌بینی آن با روش‌های تحلیلی است (شکل ۱) [۷].



شکل ۱: مراحل تجمع مایعات در یک چاه گاز میعانی[۷]

هدف از این مطالعه، یکی از چاه میدان گاز میعانی پازنان که مرتباً با مشکل پسماند مایع روبرو است بررسی و پارامترهای چاه مورد مطالعه توسط نرم‌افزار پایپ سیم، شبیه‌سازی می‌گردد و بهترین سناریوی اقتصادی و فنی به‌منظور بهینه‌سازی تولید میعانات و گاز تولیدی در سطح و کمترین پسماند در چاه مورد مطالعه بررسی و پیشنهاد می‌گردد. نرم‌افزار PIPESIM یکی از محصولات معروف شرکت سرویس‌دهنده نفتی شلمبرژه است که کاربرد عمده آن شبیه‌سازی انواع چاه‌ها و تأسیسات سطح الارضی در مهندسی نفت است[۸]. این نرم‌افزار یک برنامه تحلیل گره‌ای چاه است که امکان مدل‌سازی چاه‌های تولیدی نفتی و گازی، پیش‌بینی شرایط تولید، تزریقی، فراز آوری با گاز، نصب پمپ الکتریکی درون‌چاهی و پیش‌بینی میزان پسماند میعانات در شرایط چاه و لوله‌های انتقال و درنهایت تغییر شرایط درون چاه ازجمله تغییر در شرایط لوله مغزی، طول و قطر لوله تولید برای رسیدن به حداکثر میزان تولید و تعیین شرایط بهینه در سطح را مهیا می‌کند. این نرم‌افزار دارای قابلیت‌ها و توانایی‌های بسیار زیاد در طراحی، حساسیت سنجی و بهینه‌سازی چاه‌های گازی و نفتی است[۹].

۲- معرفی میدان

میدان گاز میعانی پازنان در ۱۵۰ کیلومتری جنوب شرق اهواز و جنوب شرق میدان نفتی آغاجاری قرار گرفته است و یکی از بزرگ‌ترین میادین گاز میعانی کشور با ستونی از نفت است. سازند آسماری مهم‌ترین سنگ مخزن در این میدان است. حجم ذخیره درجای اولیه نفت خام این میدان بالغ بر ۶/۲ میلیارد بشکه برآورد می‌شود، همچنین میزان ذخیره گاز درجای اولیه میدان پازنان ۳۷/۳ تریلیون فوت مکعب است. میدان پازنان در سال ۱۳۱۴ کشف شد و در پی دهه‌های متوالی بهره‌برداری، هم‌اکنون به‌گونه‌ای شده که تولید از چاه‌های نفتی آن نیاز به استفاده از عملیات فراز آوری با گاز است. فشار مخزن در ابتدا حدود ۴۲۰۰ پام بوده که در سال ۱۳۹۶ به ۲۲۰۰ پام کاهش یافت[۱۰].

۲-۱- بررسی چاه مورد مطالعه

چاه A پازنان در ناحیه آغاجاری قرار دارد، هدف از حفاری این چاه تولید گاز گنبدی مخزن آسماری میدان پازنان جهت استحصال میعانات گازی و استفاده از گاز خشک آن در پروژه بازگردانی گاز انجام گرفت. در این مقاله یکی از چاه‌های گازی که با این مشکل تولید پسماند مایع در طول لوله مغزی مواجه و پس از مدت کوتاهی دچار گرفتگی مایع در ستون چاه و افتادن فشار شده است که این پدیده باعث کاهش دبی گاز و مایع تولیدی و درنهایت بسته شدن آن چاه گردید با نرم‌افزار

چندفلزی پایپ سیم شبیه‌سازی و بررسی شد. لازم به ذکر است که جهت ممانعت از خوردگی لوله جداری (به علت سرعت و فشار بالای سیال) معمولاً طول لوله مغزی در چاه‌های گازی به‌اندازه طول آخرین لوله جداری چاه است. جدول شماره ۱ داده‌های ورودی نرم‌افزار ازجمله نرخ تولید مایع و گاز، نسبت گاز به مایع، فشار و دمای سر چاه و ته چاه برای شرایط طراحی و مدل‌سازی را در مراحل مختلف شبیه‌سازی چاه PZ-A نشان می‌دهد و کلیه طراحی‌ها بر اساس این جدول و داده‌های ترکیب هیدروکربوری گاز تولیدی از تفکیک گر چاه PZ-A صورت پذیرفته است. داده‌های وضعیت چاه‌ها ازجمله عمق اندازه‌گیری شده، عمق مشبک‌کاری و قطر لوله مغزی در جدول ۲ ارائه شده است. همچنین وضعیت فشار جریانی مسیر چاه از سر چاه تا ته چاه در جدول ۴ ارائه شده است. پس از جمع‌آوری داده‌ها از فشارسنج، نمودار فشار برحسب عمق را می‌توان رسم کرد. با توجه به شکل۲ شیب فشار چاه و سطح مایع نشان می‌دهد. مطابق شکل ۲ واضح است که چاه نمی‌تواند مایع را به سطح منتقل کند و درنهایت موجب پسماند میعانات همراه گازی و از دست دادن تولید در درازمدت می‌شود؛ بنابراین بهینه‌سازی چاه برای افزایش سرعت مایع و جلوگیری از پسماند مایع در چاه ضروری است.

جدول ۱- شرایط طراحی و داده‌های شبیه‌سازی برای بهینه‌سازی چاه PZ-A

پارامتر	واحد	مقدار اندازه‌گیری شده
فشار سر چاه	Psig	۱۹۵۳
دمای سر چاه	°F	۱۲۰
فشار ته چاه	Psig	۲۴۰۰
دمای ته چاه	°F	۱۵۵
فشار جریانی در عمق PI در کاهنده به‌اندازه ۶۴/۶۴ اینچ	Psig	۲۹۵۱/۷
فشار اولیه مخزن	Psia	۴۲۰۰
فشار کنونی مخزن	Psia	۲۲۰۰
دمای اولیه مخزن	°F	۱۶۶
میزان گاز همراه	MMSCF/D	۵۲/۳۸
میزان مایعات گاز تولیدی	STB/D	۶۴۱
نسبت مایعات گازی به گاز تولیدی	STB/MMSCF	۳۰
دبی گاز تولیدی از چاه	MMSCF/day	۲۶
نسبت گاز به مایع تولیدی در سطح	SCF/STB	۶۳/۲۷

جدول ۲-مشخصات چاه مورد بررسی ورودی نرم‌افزار برای شبیه‌سازی

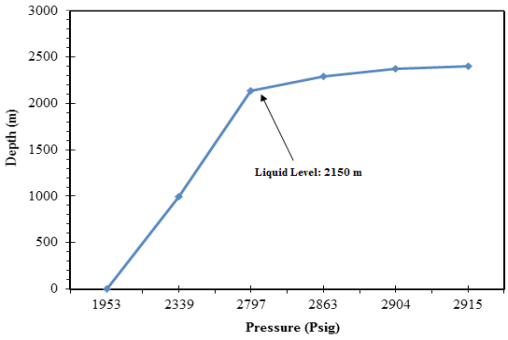
پارامتر	مقدار	واحد
عمق کل	۲۴۲۵	mdd
عمق مشبک‌کاری	۲۳۸۸-۲۳۵۵	mdd
مقدار انحراف چاه (درجه در هر ۱۰۰ فوت)	۰	°/100ft
عمق تولیدی	۲۳۱۰	mdd
قطر لوله مغزی		inch

جدول ۳- ترکیب هیدروکربوری گاز تولیدی از تفکیک گر چاه PZ-A

ترکیبات	جزء مولی
N_2	۰/۰۰۹
CO_2	۰/۰۰۲۵
H_2S	۰
C1	۰/۶۸۱۹۷
C2	۰/۰۷۷۷۰۲
C3	۰/۰۳۵۷۴۳
i-C4	۰/۰۰۵۸۲۷۶
n-C4	۰/۱۲۹۵
i-C5	۰/۰۰۰۴۵۳۲۶
n-C5	۰/۰۰۵۱۸۰۱
n-C6	۰/۰۰۷۲۵۲۲
C_{7+}	۰/۰۲۱۴۶۴
C_{7+} specific gravity at 60 °F	۰/۷۷۶۳
C_{7+} Molecular Weight	۱۵۲/۳
Gas Specific Gravity (G)	۰/۶۶۸۳
Molecular Weight (gram/mole)	۱۹/۳۶

جدول ۴-اطلاعات فشار جریانی برحسب عمق چاه PZ-A

ترکیبات	جزء مولی
۰	۱۹۵۳
۹۹۶/۳۹	۲۳۳۹
۲۱۳۹/۴	۲۷۹۷
۲۲۹۱/۸	۲۸۶۳
۲۳۷۷/۱	۲۹۰۴
۲۳۹۹/۴	۲۹۱۵



شکل ۲- ارزیابی فشار چاه PZ-A برای نشان دادن سطح مایع

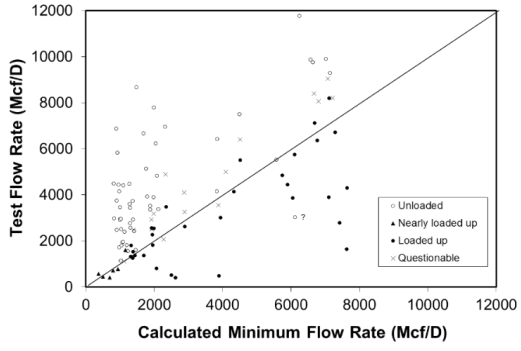
حداقل دبی مورد نیاز برای انتقال میعانات به سطح و عدم تشکیل پسماند مایع در چاه مورد مطالعه را می‌توان از مدل ترنر و همکارانش حداقل دبی جریان گاز برای خارج کردن میعانات از چاه برحسب میلیون فوت مکعب استاندارد در روز (MSCF/D) با توجه به‌سرعت نهایی ته‌نشینی، می‌توان از رابطه زیر محاسبه کرد:

$$Q_{gm} = 3/06\frac{pv_{sl}A}{Tz} \quad (۱)$$

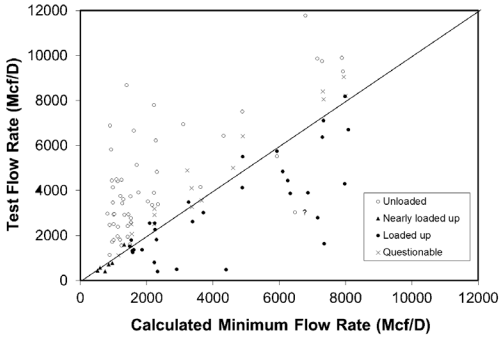
درحالی‌که در این رابطه سرعت ته‌نشینی (V_{sl}) از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$V_{sl} = 2/95\frac{\sigma^{1/4}(\rho_L - \rho_g)^{1/4}}{C_d^{1/4}\rho_g^{1/2}} \quad (۲)$$

ترنر و همکارانش یادآور شدند که گاز به‌طور پیوسته مایعات را از داخل چاه بیرون می‌آورد تا اینکه درنهایت سرعت گاز از سرعت نهایی ته‌نشینی آن کمتر شود. شکل ۳ و ۴ حداقل دبی مورد نیاز جریان گاز برای خارج کردن میعانات از چاه مورد مطالعه را نشان می‌دهد که حداقل دبی گاز برای جلوگیری از تشکیل پسماند مایع در چاه از رابطه ترنر ۸۲۳ MSCF/day و از رابطه گو همکارانش ۸۲۶ MSCF/day است که رابطه گو و همکارانش از دقت بالاتری برخوردار است[۶,۱۱].



شکل ۳- حداقل دبی موردنیاز برای تشکیل پسماند

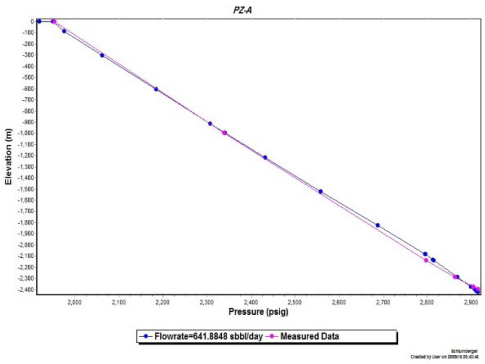


شکل۴ - حداقل دبی موردنیاز برای جلوگیری از تشکیل پسماند مایع بر اساس مدل گو و همکاران

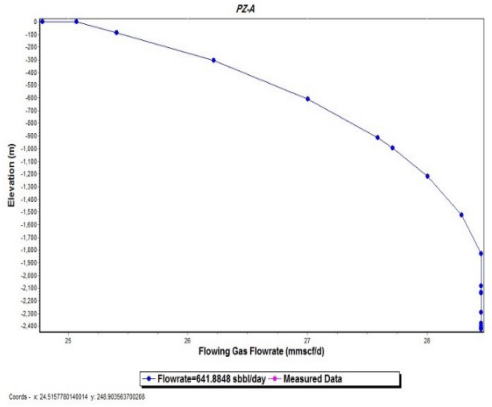
۳-نتایج و بحث

۳-۱-بررسی عملکرد جریان ورودی و خروجی چاه مورد مطالعه

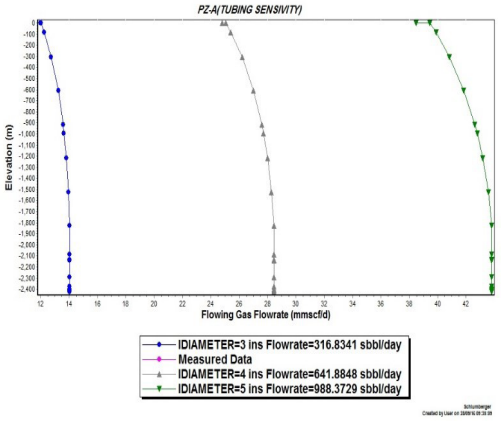
در این بخش برای یافتن آن بخش از سیستم عملیاتی تولید که در شکل به‌عنوان محدودکننده تولید عمل می‌کنند، عملکرد ورودی و خروجی چاه گازی بررسی می‌شود؛ بنابراین با توجه به اطلاعات موجود، مدل چاه تهیه و با استفاده از نرم‌افزار پایپ سیم مطالعات موردنظر انجام گرفت. داده‌های فشار جریانی به‌منظور به دست آوردن بهینه‌ترین رابطه جریان چند فازی مورداستفاده قرار گرفت. به این عمل انطباق رابطه جریانی گفته می‌شود؛ بنابراین چندین رابطه جریان چند فازی پرکاربرد و قابل استفاده برای مخزن گاز میعانی انتخاب و پس از انطباق رابطه عملکرد جریانی، درنهایت رابطه تجربی اصلاح شده بگز و بریل بهترین سازگاری و انطباق با داده‌های اندازه‌گیری شده فشار جریانی ته چاه را نشان داده است. مطابق شکل ۵ با توجه به منحنی، اطلاعات جریانی و نرم‌افزاری حاصل کاملاً برهم منطبق بوده و دبی مایعات تولیدی ۶۴۱ بشکه در روز است. همچنین مطابق شکل ۶ در این چاه و در شرایط موجود میزان گاز تولیدی در سطح با لوله مغزی ۴ اینچ ۲۶ میلیون فوت مکعب است. در این مقاله سعی شده است با بررسی چندین لوله تولید و با انتخاب بهینه‌ترین قطر لوله مغزی تا میزان میعانات گاز تولیدی در سطح را به حداکثر مقدار خود رسانده شود و از تشکیل پسماند مایع جلوگیری شود.



شکل ۵- انطباق رابطه جریانی میزان مایع تولیدی نسبت به عمق در شرایط کنونی



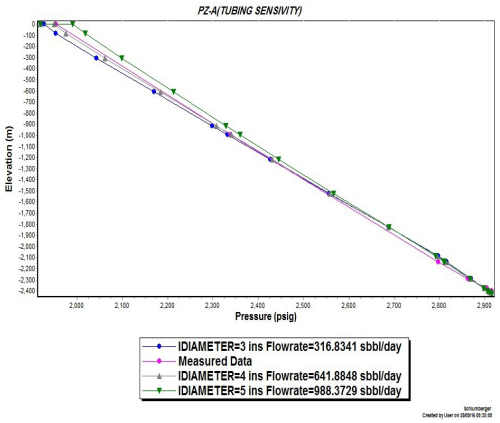
شکل ۶ - انطباق رابطه جریانی دبی جریانی گاز تولیدی نسبت به عمق در شرایط کنونی



شکل ۸-حساسیت سنجی لوله مغزی جهت تعیین دبی گاز جریانی برای حداقل پسماند مایع

۲-۳- بررسی‌های انجام‌یافته جهت بهبود وضعیت جریانی و حساسیت سنجی لوله مغزی جهت تعیین دبی مایع، گاز تولیدی و فشار بهینه

در این بخش تأثیر طول و قطرهای مختلف لوله‌های مغزی تولید بر فشار جریانی و دبی تولید گاز و مایع بررسی و نتایج در شکل ۶ و ۷ نشان داده شده است. همانطوری‌که از منحنی‌ها مشخص است لوله مغزی با قطر ۵ اینچ به علت بالا بودن دبی مایع، گاز و فشار، بهینه‌ترین لوله مغزی برای تولید در سطح است. جدول ۵ نشان می‌دهد میزان تولید گاز و میعانات گازی در لوله مغزی ۵ اینچ به ترتیب ۴۱ میلیون فوت مکعب استاندارد (MMSCF) و ۹۸۸ بشکه استاندارد در سطح (STB) است که نشان دهنده کارایی بالایی بهینه‌سازی قطر لوله مغزی برای جلوگیری از پسماند مایع است.



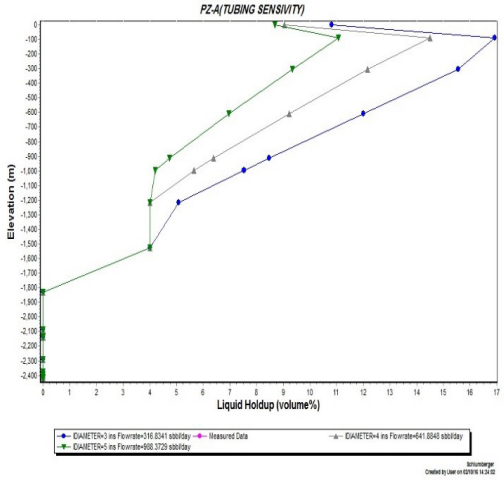
شکل ۷-حساسیت سنجی فشار جریانی برحسب عمق برای تعیین لوله مغزی بهینه جهت افزایش دبی گاز جریانی

جدول ۵-شرایط تولید از چاه قبل و بعد از بهینه‌سازی چاه مورد مطالعه

شرایط تولید از چاه مورد مطالعه			
دبی گاز تولیدی (MMSCF)	دبی میعانات گازی (STB)	قطر لوله مغزی (inch)	شرایط چاه
۲۶	۶۴۱	۴	شرایط فعلی
۴۱	۹۸۸	۵	شرایط بهینه

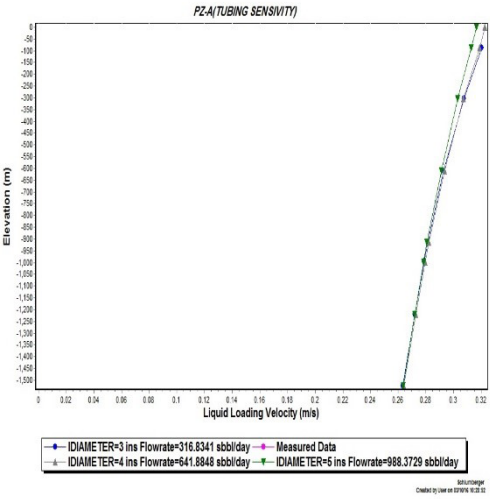
۳-۳-بررسی پسماند مایع

شناخت نشانه‌های پسماند مایع در چاه‌های تولید کننده گاز در مراحل ابتدایی و ارائه راه‌حل مناسب برای چاه‌های گازی و درنتیجه به حداقل رساندن اثرات منفی سقوط مایعات به دهانه چاه مهم و بااهمیت است. ارزیابی پدیده پسماند مایع در ستون چاه در شکل‌های ۸ و ۹ جدول ۶ نشان داده شده است. با توجه به شکل ۸ لوله مغزی با قطر ۵ اینچ دارای پسماند مایع کمتری در طول لوله مغزی است به‌طوری‌که مطابق جدول ۶ این میزان برابر ۰/۳۱۶۷ و میزان دبی گاز حاوی پسماند مایع در حدود ۳/۳۷ متر بر ثانیه (m/sec) که این موضوع مشکل ستون چاه برای جلوگیری از پسماند مایع را تا حد بسیار زیادی مرتفع می‌نماید. همچنین نمودار شکل ۹ نشان می‌دهد که با کاهش کسر حجمی مایع در نزدیک سطح میزان اصطکاک بین مایع و رشته تولید کمتر می‌شود بنابراین برافزایش سرعت مایع و گاز در نزدیکی سطح در لوله مغزی تأثیر می‌گذارد به‌طوری‌که کمترین میزان پسماند را در نزدیکی سطح و در لوله مغزی ۵ اینچ خواهیم داشت.



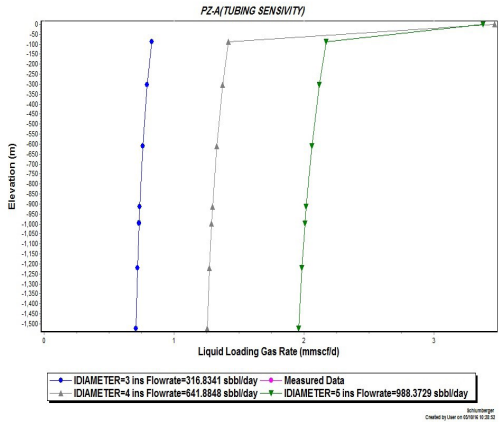
شکل ۹- میزان درصد حجم پسماند مایع در لوله مغزی‌های مختلف در ستون چاه

مطابق شکل ۹ که تغییر سرعت پسماند مایع را نشان می‌دهد، ازآنجایی‌که سرعت مایع و گاز در نزدیکی سطح افزایش می‌یابد. با نزدیک شدن به سطح به علت کاهش فشار و فشار سیال به زیر نقطه حباب کاهش می‌یابد درنتیجه گاز بیشتری از نفت آزاد و همچنین به علت اینکه چگالی نسبی گاز از نفت کمتر است، سرعت گاز در نزدیکی سطح از نفت بیشتر و باعث واماندگی مایع نسبت به گاز می‌شود. همچنین با توجه به شکل ۹ سرعت حرکت مایعات در طول لوله مغزی با قطر ۵ اینچ، به علت افزایش دبی کمتر است که این موضوع مشکلات اصطکاک و خوردگی را کمتر و از تشکیل پسماند مایع در لوله مغزی تولید در ستون چاه جلوگیری خواهد کرد؛ که



شکل ۱۰-حساسیت سنجی لوله مغزی جهت سرعت مایع در طول لوله مغزی

با توجه به شکل ۱۰ و نتایج حاصله از تولید، لوله مغزی ۵ اینچ به علت سرعت بیشتر انتقال مایعات همراه گازی و جلوگیری از تشکیل پسماند مایع، بهینه‌ترین است.



شکل۱۱-حساسیت سنجی جهت تعیین سرعت مایعات تولیدی گاز در طول لوله مغزی

۴-۳-پیش‌بینی میزان خوردگی و فرسایش لوله مغزی و انتخاب لوله مغزی بهینه

یکی از مشکلات اساسی در چاه‌های نفت و گاز فرسایش و خوردگی لوله‌های تولید و تجهیزات سر چاهی و درون‌چاهی است که هزینه‌های زیادی برای عملیات تعمیر و تکمیل چاه برای تعویض و تعمیر و نصب مجدد تجهیزات خورده شده و رفع مانع بر صنعت نفت تحمیل می‌کند. فرسایش و خوردگی تجهیزات می‌تواند در سیالات با ذرات جامد رخ بدهد، اما عموماً شبیه‌سازی نرخ سرعت خوردگی و فرسایش در لوله مغزی با اندازه‌های متفاوت و بر مبنای عمق چاه صورت می‌گیرد (شکل ۱۱). با توجه به اینکه این پدیده برای مقادیر نرخ سرعت خوردگی بزرگ‌تر از یک وجود دارد، بر اساس تحلیل صورت گرفته، در لوله مغزی با قطر داخلی ۳ اینچ و در فواصل بالایی ستون چاه، وجود این پدیده کاملاً مشهود است. نرخ تولید بحرانی ستون چاه در لوله مغزی با قطر داخلی ۵ اینچ، برابر با ۴۱ میلیون فوت مکعب استاندارد گاز و ۹۸۸ بشکه مایع بر روز در سطح به دست آمد؛ بنابراین، در صورت افزایش نرخ تولید، نرخ سرعت خوردگی به مرز خود رسیده و ذرات جامد، تأثیر منفی خود را بر سیستم نمایان می‌سازند. در چاه‌های گازی، به دلیل ضریب بازیافت بالا، این دیدگاه تا حدی نادیده گرفته می‌شود و انتخاب لوله مغزی با اندازه داخلی کمتر، به علت کاهش نرخ تولید، از دیدگاه اقتصادی عملاً امکان‌پذیر نخواهد بود[۱۱].

باید سرعت جریان سیال زیر محدوده سرعت فرسایش برای حفظ یکپارچگی لوله باید حفظ شود. محدوده سرعت فرسایش به‌عنوان سرعت فرسایش به‌صورت زیر بیان شده است:

$$EVR = \frac{V_{actual}}{V_E}$$

حد مجاز سرعت گاز برای جلوگیری از سایش لوله از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$V_E = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}}$$

درحالی‌که:

V_{actual}: سرعت واقعی سیال مخلوط، ft/sec

VE: محدوده سرعت فرسایش API 14 E، ft/sec

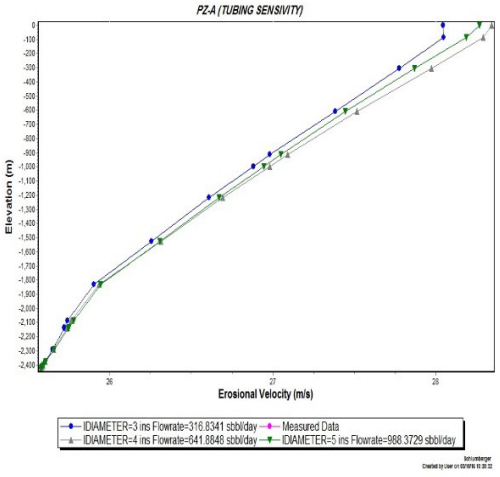
ρ_m: چگالی سیال مخلوط، Ibm/ft^3

C : ثابت تجربی بیان‌کننده مواد بکار گرفته شده در لوله، بین ۷۵ تا ۱۵۰ که معمولاً ۱۰۰ در نظر گرفته می‌شود.

EVR : نرخ سرعت فرسایش

همیشه در یک خط جریانی سرعت گاز باید کمتر از این مقدار در نظر گرفته شود[شکل۱۲].

با توجه به منحنی‌ها و نتایج حاصله از تولید، لوله مغزی ۵ اینچ بهینه‌ترین است. به‌طوری‌که سرعت فرسایش از دو حالت دیگر لوله مغزی یعنی ۳ و ۴ اینچ در حدود ۲۸/۲ است که کمترین میزان سرعت خوردگی و فرسایش در لوله مغزی است.

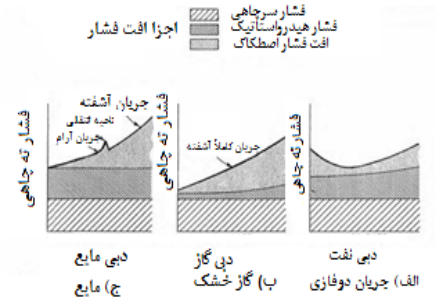


شکل۱۲- نمودار سرعت فرسایش لوله مغزی برحسب عمق چاه

۳-۵-حساسیت سنجی جهت تعیین شیب فشار اصطکاک در طول لوله مغزی

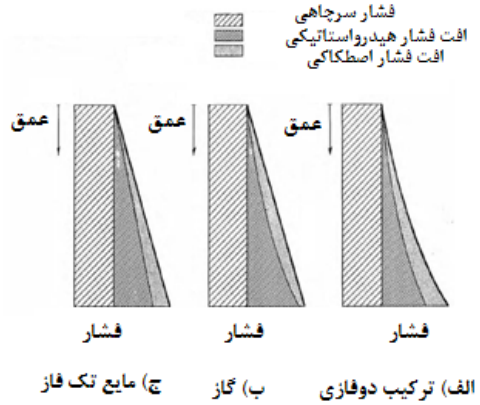
به‌طورکلی فشار انتهای چاه تابع عوامل زیر است[شکل۱۳]:

۱. فشار سرچاه
۲. فشار هیدرواستاتیکی ناشی از ستون سیال درون لوله مغزی
۳. افت فشار اصطکاکی

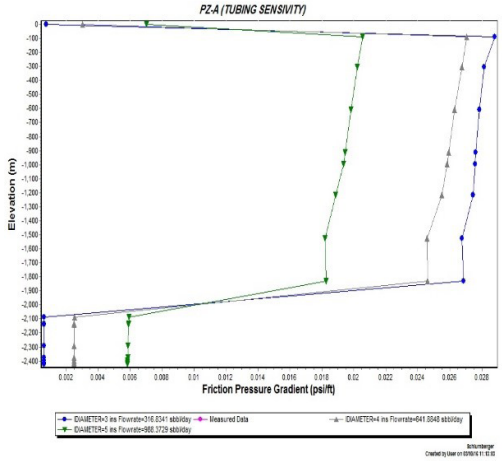


شکل۱۳- اجزا افت فشار در لوله مغزی[۱۳]

در چاه‌های گازی بین دبی جریان، سرعت، چگالی و فشار یک وابستگی وجود دارد. در کل افزایش دبی منجر به افزایش افت فشار می‌شود. افت فشار هیدرو استاتیکی سهم کمتری در مقایسه باحالت تک فاز مایع دارد و جریان در تمام مقاطع لوله مغزی حتی در دبی‌های اندک آشفته است. در حالت گازی از آنجائی که با عمق، دانسیته گاز افزایش می‌یابد، بنابراین سهم افت فشار هیدرو استاتیکی نیز با عمق افزایش می‌یابد؛ اما افت فشار اصطکاکی رفتار متفاوتی دارد. به‌طوری‌که در سطح که سرعت گاز بیشترین مقدار خود را دارد. این جزء فشار نیز بیشترین سهم را دارد. نسبت افت فشار اصطکاکی به افت فشار هیدرو استاتیکی به ازای طول واحد لوله مغزی با افزایش عمق چاه کاهش می‌یابد. در حالت دوفازی گاز و مایع، سهم افت فشار اصطکاکی بیشتر است و گرادیان افت فشار اصطکاکی نسبت به هیدرو استاتیکی بیشتر می‌شود؛ و افت فشار اصطکاکی باعث افزایش فشار ته چاهی و نهایتاً کاهش دبی جریان گاز و افزایش پسماند مایع می‌شود[۱۱,۱۳]. همان‌طور که در شکل زیر مشاهده می‌شود با توجه به نتایج و منحنی، لوله مغزی با قطر ۵ اینچ کمترین اصطکاک را دارا است؛ بنابراین دارای کمترین میزان پسماند مایع و بیشترین میزان گاز و مایع تولیدی در سطح است.



شکل۱۴- توزیع فشار برای انواع سیالات مختلف در لوله مغزی[۱۳]



شکل ۱۵- حساسیت سنجی جهت تعیین گرادیان فشار اصطکاکی در طول لوله مغزی

جدول ۶- شرایط لوله مغزی در حالت‌های مختلف و انتخاب بهینه‌ترین لوله مغزی

شرایط لوله مغزی	طول لوله مغزی (m)	قطر لوله مغزی (in)	دبی میعانات گازی (STB)	دبی گاز تولیدی (MMSCF)	سرعت مایع (m/sec)	سرعت پسماند مایع (m/sec)	سرعت فرسایش (m/sec)	دبی گاز حاوی پسماند مایع (m/sec)
لوله مغزی انتخابی	۲۰۸۵	۳	۳۱۶	۱۲/۱	۱/۲	۰/۳۲۰۵	۲۸/۰۴	۰/۸۳۱
وضعیت فعلی لوله مغزی	۲۰۸۵	۴	۶۴۱	۲۶	۲۶	۰/۳۲۲۷	۲۸/۳	۳/۴
وضعیت بهینه لوله مغزی	۲۰۸۵	۵	۹۸۸	۴۱	۴/۱	۰/۳۱۶۷	۲۸/۲	۳/۳۷

۳-۶- مقایسه هزینه‌ها و سود تولیدی در شرایط فعلی و بهینه‌سازی قطر لوله مغزی برای چاه A میدان پازنان

پس از شبیه‌سازی چاه مورد مطالعه و با بررسی شرایط اقتصادی و هزینه‌های تولید گاز و میعانات گازی، سود اقتصادی ناشی از تولید نفت و گاز و هزینه دکل، هزینه لوله مغزی و تأسیسات سر چاهی به‌صورت جدول ۷ ارائه می‌شود. به‌طورکلی مطابق جدول زیر با در نظر گرفتن فرایند تولید و هزینه‌های لوله مغزی و ولهد چاه، هزینه دکل در چاه مورد مطالعه بدون عملیات بهینه‌سازی، میزان سود روزانه ناشی از تولید میعانات و گاز به ترتیب ۶۴۱۰۰ و ۷۸۰۰۰ دلار در روز است که درمجموع میزان سود اقتصادی بدون بهینه‌سازی قطر لوله تولید ۴ اینچی برای افزایش تولید، ۴۲۳۶۰۰ دلار در ماه است. پس از شبیه‌سازی چاه مورد مطالعه برای بهینه‌سازی و افزایش تولید با استفاده از روش تغییر قطر لوله مغزی، با توجه به نتایج بهینه‌سازی شده با نرم‌افزار، سود ناشی از گاز تولیدی و میعانات گازی به ترتیب ۱۲۳۰۰۰ و ۹۸۸۰۰ دلار در روز است که درمجموع میزان سود اقتصادی با بهینه‌سازی قطر لوله تولید برای افزایش تولید، ۵۸۷۷۷۰۰ دلار در ماه است. با لوله مغزی ۵ اینچ حاصل شد؛ که به‌صرفه‌تر و اقتصادی‌تر از لوله مغزی ۵ اینچ است. این افزایش سود ماهیانه نشان

دهنده افزایش بازیافت و اصلاح روش تولید بهینه‌سازی شده در بهینه‌ترین شرایط تولید که درنهایت می‌تواند به تولید بیشتر و کاهش هزینه‌های ناشی از پسماند میعانات گازی و تولید بیشتر میعانات و گاز را در پی داشته باشد. به‌طور خلاصه در جدول ۷ آنالیز اقتصادی و سود ناشی از عملیات بهینه‌سازی قطر لوله تولید برای کاهش پسماند مایع و افزایش گاز و میعانات گازی را نشان داده شده است. این نتایج نشان دهنده صرفه‌جویی اقتصادی در هزینه‌ها و همچنین وابستگی شدید هزینه‌ها به بهینه‌سازی در صورت نگاه علمی به مسئله بهینه‌سازی در مسائل مربوط به مدیریت تولید در میادین نفتی دارد که درنهایت نتیجه حاصل چیزی جزء جلوگیری از هدر رفت سرمایه، افزایش تولید و تولید صیانتی نیست.

جدول ۷- سود اقتصادی و هزینه‌ها در شرایط فعلی تولید و پس از بهینه‌سازی شرایط تولید

شرایط لوله مغزی	طول لوله مغزی (m)	سود ناشی از تولید گاز ($)	سود ناشی از تولید میعانات گازی ($)	هزینه دکل ($)	هزینه لوله مغزی و ولهد چاه ($)	سود کل روزانه ($)	هزینه کل ($)	سود ماهیانه ($)	سود ماهیانه ناشی از بهینه کردن ($)
شرایط فعلی	۴	۷۸۰۰۰	۶۴۱۰۰	موجود	موجود	۱۴۲۱۰۰	۰	۴۲۳۶۰۰	۱۶۱۴۷۰۰
شرایط بهینه	۵	۱۲۳۰۰۰	۹۸۸۰۰	۳۵۰۰۰	۱۵۰۰۰	۲۲۱۸۰۰	۵۰۰۰۰	۵۸۷۷۷۰۰	

۴- نتیجه‌گیری

با بهینه‌سازی تکمیل چاه و با بکار گیری اطلاعات دقیق شرایط تولید، می‌توان دبی تولید چاه مورد مطالعه را به‌طور مؤثری افزایش داد. با بهینه‌سازی در چاه‌های دارای پسماند میعانات گازی در برخی موارد مشکل ناشی از ماندگی میعانات گازی با ارتقای فشار سر چاهی و کاهش افت فشار اصطکاکی و افزایش سرعت حمل مایعات همراه گاز حل نمود و میزان میعانات همراه گاز را در چاه‌های گاز میعانی به حداقل رسانید. اجرای این کار نتایج زیرا در پی خواهد داشت:

۱. بالا رفتن بازدهی چاه‌های گاز میعانی برای داشتن حداقل پسماند مایع و به دنبال آن افزایش سود اقتصادی ناشی از تولید بیشتر میعانات گازی و افزایش درآمد حاصل از آن
۲. نیاز نداشتن به مراحل تعمیر و تکمیل چاه به‌منظور احیا و زنده نمودن دوباره چاه برای جریان داشتن و حذف پسماند مایع و درنتیجه هزینه مجدد برای این کار
۳. بالا بردن ضریب بازیافت میعانات همراه گاز در طول دوره تولید از چاه و میدان
۴. تولید بیشتر میعانات گازی در طول مدت‌زمان عمر تولید چاه
۵. روش‌های بهینه‌سازی افزایش تولید در چاه‌های دیگر این میادین می‌تواند متناسب با خصوصیات و ویژگی‌های چاه‌های این میادین تغییر باشد و برای بهینه‌سازی تولید در چاه‌های پسماند مایع در دیگر میادین و چاه‌ها اطلاع از ویژگی‌ها و نوع روش‌های تکمیل و تعمیر چاه‌ها برای جلوگیری از پسماند مایع و افت تولید ضروری است.

۵- نتیجه‌گیری میدانی

نتیجه مهمی که از چاه‌های دارای پسماند مایع بالا این میدان به دست آمد، بیانگر این است که پسماند مایع در هنگام حرکت در لوله مغزی با قطر داخلی ۴ اینچ در شرایط فعلی بسیار بالاست و میزان بسیاری از میعانات همراه گازی در چاه به دام می‌افتند و توانایی حمل گاز برای انتقال میعانات به سطح پایین است. همچنین افت فشار اصطکاکی دوفازی هنگام حرکت در لوله مغزی ۴ اینچ بسیار بالا بوده و همین امر باعث افزایش فشار جریانی ته چاه و کاهش فشار جریانی سر چاهی و درنهایت کاهش دبی جریانی می‌شود. این مسئله در بسیاری از موارد باعث پسماند مقادیر زیادی از میعانات گازی و افزایش میزان هزینه مجدد برای تعمیر چاه و تغییر تکمیل

چاه شود و هزینه‌های اقتصادی زیادی را به میدان تحمیل خواهد کرد. همچنین در این میدان تکمیل با لوله مغزی با قطر داخلی ۵ اینچ می‌تواند در به حداقل رساندن افت فشار درون‌چاهی و پسماند میعانات گازی، حالت بهینه ایجاد کند که موجب افزایش تولید میعانات و سود اقتصادی بیشتر ناشی از تولید گردد.

فهرست علائم

Q_{gm} : حداقل دبی مورد نیاز برای خارج کردن مایع از چاه، MMscf/day

P : فشار در عمق موردنظر، Psia

A : مساحت سطح مقطع مجرا، ft^2

T : دما، ^{o}R

Z : ضریب تراکم‌پذیری گاز

V_{sl} : سرعت ته‌نشینی نهایی فاز مایع یا حداقل سرعت جریان گاز را برای تخلیه پیوسته سیال، ft/s

K_v : ۱/۳

σ : کشش سطحی بین گاز و مایع dynes/cm

ρ_l :گ چگالیایع تجمع یافته، Ibm/ft3

ρ_g :گ چگالیاز، Ib_m/ft^3

C_d : ضریب کشش،۰/۴۴

mmd : عمق اندازه‌گیری شده، متر حفار

منابع:

1. Wang, Yi-Wei, et al. "A new calculation method for gas-well liquid loading capacity." Journal of Hydrodynamics, Ser. B 22.6, pp.823-826, 2010.

2. Barbosa, J. R. "Two phase non equilibrium models: the Challenge of Improving Phase Change Heat Transfer Prediction". Journal of the Brazilian Society of Mechan ical Sciences and Engineering, Vol. 27, NO.1, 2004

3. R. G.Turner, M. G.Hubbard, and, A. E.Dukler, "Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells", Journal of Petroleum Technology 21.11: 1475-1482,1969.

4. S.Sahebi, Field Investigation of Liquid Loading in One of ICOFC Gas Well and an Experimental Study of Preventing Strategies of Occurring this Phenomenon. M.Sc. Thesis,,-Petroleum University of Technology, Ahwaz Faculty of Petroleum,,2015.

5. S. B. Coleman, H. B. Clay, and D.G. McCurdy, "A New Look at Predicting Gas-Well Load Up". J. of Petroleum Technology, Vol.43, No.3, pp. 329-333.1991.

6. X. Wang, M.Economides, Advanced natural Gas Engineering, Gulf publishing company, Houston, Texas, 2009.

7. خویشوند، مهدی، خامه‌چی، احسان، "تجمع مایعات و روش‌های مایع زدایی در چاه‌های گاز-میعانی"، ماهنامه اکتشاف و تولید، شماره ۹۶، ۴۹-۵۵، ۱۳۹۱.

8. Petroleum Engineering Department, Pipesim Software, http://Petedep.com/CMS_UI/ content.aspx?id=10060412, 1.6.2016

9. "PIPESIM Fundamentals", Schlumberger training course & exercise guide, 2009.

10. اجرای مطالعات سیستم فرازآوری با گاز برای چاه‌های نفت میدان پازنان». روزنامه دنیای اقتصاد - شماره ۱۸۸۳، ۰۸/۰۶/۱۳۸۸

11. Guo B., Lyons W.L., Ghalambor A., "Petroleum Production Engineering", ISBN: 0750682701, Elsevier Science & Technology Books, February, 2007.

12. N A Barton, Erosion in elbows in hydrocarbon production systems: Review document, RESEARCH REPORT 115, ISBN: 0 7176 2743 8, TÜV NEL, Scottish Enterprise Technology Park, Glasgow, First published, 2003

13. M. Golan and C.H. Whiston: Well Performance, Second Edition, Prentice Hall, 1996.

Investigation of Parameters Affecting the Liquid Loading and Optimizing the Production of One of the Southwest Gas Condensate Wells in Iran

Masoud Bijani[1*], Dr. Reza Mosayebi Behbahani[2], Siamak Mohamadi Azad[3]

1- Young Researchers and Elites Club, Omidiyeh Branch, Islamic Azad University, Omidiyeh, Iran

2-Petroleum University of Technology (RIPI), P.O.Box 63431, Ahwaz, Khuzestan, Iran

3- Department of Production Engineering, Aghajari oil and gas production company (AOGPC), Omidiyeh, Iran

Corresponding Author, Email: m.bijani1368@gmail.com

Abstract

One of the main problems in gas condensate wells occurring by increasing gas production and reducing pressure in gas condensate reservoirs is gas condensates loading and water in well, followed by reduced gas production and finally cut off gas production and condensates and extracted with gas from well. Thus, it is important to recognize the signs of liquid loading in the gas-producing wells in the initial stages and to provide a suitable solution for gas wells, and thus, to minimize the negative effects of fluid fall into the well opening. This paper examines the effect of various parameters on the liquid loading phenomenon in one of the well fields of Pazanan gas condensate. It was conducted to examine different factors and find the best solution for optimization in the studied wells. Finally, by providing the most suitable solution for the studied well, the rate of liquid loading in the studied wells is reduced and the economic profit resulting from optimization, high economic savings of this method and it's efficiency are confirmed. Comparison of the results obtained from this study and simulation with Pipesim software shows that the results have a good accuracy for the new well completion and these results prevent liquid loading and optimizing and increasing production in the field studied at the current time and, ultimately, very high economic profit of optimizing and return on capital in the field studied.

Keywords: *gas condensate well, Liquid loading, Tubing, Optimization, Production Well, economic profit.*